

УДК 622.276.031 – 532.11

К МЕТОДИКЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Петин А.Н.¹, Немец К.А.², Немец Д.К.³, Немец А.Д.⁴

¹Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Белгородский государственный национальный исследовательский университет» (НИУ «БелГУ») Белгород, Россия (308015, Белгород, ул. Победы, 85), e-mail: aleksandr.petin2014@yandex.ru

²Харьковский национальный университет имени В.Н. Кармазина, Украина (61022, г. Харьков, пл. Свободы, 4), E-mail: konstantin.a.nemets@mail.univer.kharkov.ua

³Украинский научно-исследовательский институт природных газов, Украина (61010, г. Харьков, ул. Красношольная, 20), E-mail: nemets_dima@mail.ru

⁴Харьковская общеобразовательная школа № 140, Украина (61146, г. Харьков, ул. Гвардейцев Широнинцев, 61), E-mail: sasha_nemets@mail.ru

Предлагается методика оценки перспективности нефтегазоносных бассейнов и отдельных структурно-тектонических районов на основе комбинации термобарических, гидрогеологических, газогеохимических поисково-разведочных групп критериев. На первом этапе исследуются термобарические условия выбранного региона, строятся карты погружения определенных изотерм и карты пластовых температур на глубинных срезах. Геотемпературные исследования позволяют выделить позитивные геотемпературные аномалии и очертить перспективные участки с интенсивным тепломассопереносом. Геобарические исследования основаны на изучении распределения в разрезе гидростатических фоновых и аномально высоких пластовых давлений. На втором этапе исследуются строение водонапорной системы региона. Выделяются гидродинамические зоны и устанавливаются их гидрогеохимические особенности. Распределение концентраций компонентов и микрокомпонентов подземных вод анализируется в зависимости от глубины и современных пластовых температур. На третьем этапе изучается газогеохимические особенности выделенных гидродинамических зон. Устанавливаются зависимости плотностей свободных газов, концентраций их компонентов, расположение и размеры газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей от глубины и современных пластовых температур. Методика позволяет выделить перспективные на поиски скоплений углеводородов горизонтальные участки и вертикальные зоны разреза региона.

Ключевые слова: Днепровско-Донецкая впадина, элизионная гидрогеологическая зона, термодегидратационная гидрогеологическая зона, аномально высокие пластовые давления, катагенез.

THE METHOD OF PREDICTION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS ON THE RESULTS OF GEOTHERMAL AND HYDROGEOLOGICAL RESEARCHES

Petin A.N.¹, Nemets K.A.², Nemets D.K.³, Nemets A.D.⁴

¹Federal State Autonomous educational institution of higher professional education «Belgorod state national research University» (Belgorod State University) Belgorod, Russia, 308015, Belgorod, Pobedy St.. 85), E-mail: aleksandr.petin2014@yandex.ru

²V.N. Karazin Kharkiv National University, Ukraine (61022, Kharkiv, Svobody Sq. 4) E-mail: konstantin.a.nemets@mail.univer.kharkov.ua

³Ukrainian scientific-research Institute of natural gases, Ukraine (61010, Kharkov, Krasnoshkolnaya St. 20), E-mail: nemets_dima@mail.ru

⁴Kharkiv secondary school № 140, Ukraine (61146, Kharkiv, Gvardeytsev Shironovtsev St. 61), E-mail: sasha_nemets@mail.ru

Methodology for assessing the prospects of oil and gas basins and separate structural-tectonic areas on the basis of a combination of atmospheric, hydrological, gas geochemical exploration groups of criteria is proposed. At the first stage examines the thermopressure conditions of the selected region, built cards dive certain isotherms and maps of reservoir temperature at the depth slices. Geothermal researches allow to highlight the positive geothermal anomalies and outline perspective areas with intensive тепломассопереносом. Geopressure researches are based on the study of the allocation by hydrostatic background and abnormally high reservoir pressure. At the second stage examines the structure of the water system of the region. Stand out The hydrodynamic zones and their hydrogeochemical characteristics are distinguished. The distribution of the concentrations of the components and micro-components of groundwater depending on the depth and modern reservoir temperatures is analyzed. At the third stage, we study the complex features of the allocated

hydrodynamic zones. The dependencies densities of free gas concentrations of their components, the location and the size of the gas, gas condensate and oil deposits to the depths and modern reservoir temperatures are discovered. The technique allows to distinguish the advanced in search of hydrocarbon accumulations horizontal sections and vertical zones incision in the region.

Keywords: Dnieper-Donetsk basin. expelled hydrogeological area, thermodehydration hydrogeological area, abnormally high formation pressure, catagenesis.

Существует ряд поисково-разведочных критериев, из которых выделяются структурно-тектонические, промыслово-геофизические, гидрогеологические, термобарические и т.д. Мы хотели бы подробнее остановиться на трех группах критериев – гидрогеологической, термобарической, газогеохимической. Комбинация трех упомянутых групп, на наш взгляд, способна лечь в основу эффективной методики прогнозирования скоплений углеводородов в разрезе того или иного структурно-тектонического района или нефтегазоносного бассейна.

ДДВ входит в состав надпорядкового Припятско-Днепровско-Донецкого или Доно-Днепровского прогиба (Днепровско-Донецкий авлакоген). Район исследований ограничен с запада условным меридианом Белоцерковского, с востока – Самаринского выступом фундамента, с юга – южным краевым нарушением. В основе ДДВ находится заполненный вулканогенно-осадочными породами девона рифт. Толщина осадочного разреза от 2,5-4 км в районе южной прибортовой зоны до 22 км в центральной приосевой части впадины [6].

Геологическое строение района исследований обуславливает ряд особенностей температурного режима его осадочного чехла. Породы нижнего карбона и девона, которые в районе Левенцовско-Зачепиловского вала находятся под влиянием современных пластовых температур до 90-100 °С, в направлении к центральной приосевой зоне ДДВ постепенно погружаются в высокотемпературную часть разреза, охваченную поздним катагенезом. Учитывая это, нами отдельно изучались температурные условия разреза прибортовых структур, Степновской моноклинали и зоны сочленения южной прибортовой зоны и зоны грабена (рис. 1). В пределах региона максимальный интервал глубин охватила термограмма, записанная в скв. 2 Мачехской площади, максимальная измеренная температура составила – $T_{пл5400}=156.5$ °С. Средний термоградиент по району исследований составляет 2.29 °С/100 м.

Изучение современных пластовых температур показывает, что район исследований прогрет очень неравномерно. На картах глубинных срезов и картах залегания изотерм чётко фиксируются три положительные геотемпературные аномалии. Первая из них отмечена в районе Сагайдакской площади (западный склон Белоцерковского выступа фундамента).

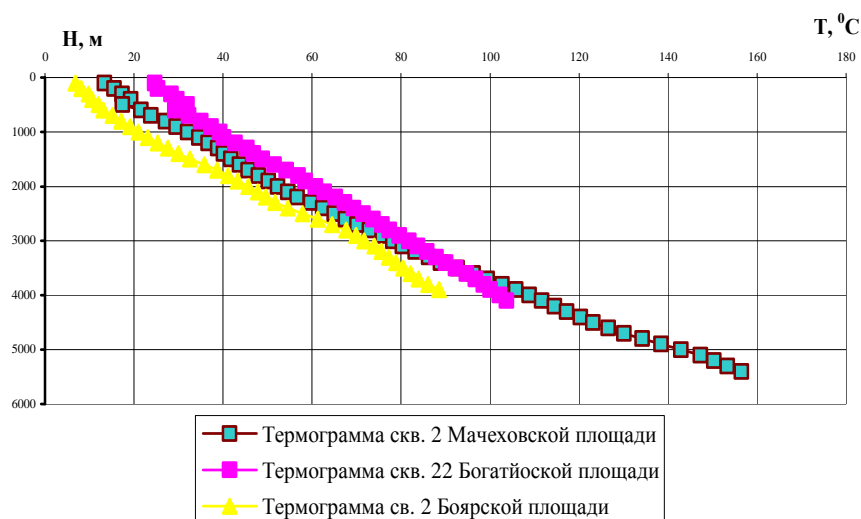


Рис. 1. Температурные условия разреза района исследований

Вторая – в пределах Руденковско-Пролетарского района. Третья приурочена к шовной зоне Орехово-Павлоградских глубинных разломов. Отмеченные положительные геотемпературные аномалии очерчивают участки с интенсивным тепломассопереносом в отложениях нижнего карбона и девона, что указывает на их перспективность в связи с поисками скоплений углеводородов.

Изучение геобарических условий показывает, что на ряде площадей и месторождений района исследований в отложениях нижнего карбона и девона установлены аномально высокие пластовые давления (АВПД). В глубинном отношении АВПД охватывают интервал глубин от 2754 до 5887 м, которому соответствуют пластовые температуры от 86 до 164 °С. АВПД с наибольшими степенями аномальности ($P_{пл}/P_{уг}$) зафиксированы в высокотемпературных частях разреза 120-164 °С, что дало основание сделать вывод об их генетической связи с зоной позднего катагенеза. Действительно, математические расчёты и графические построения показали, что АВПД с максимальными степенями аномальности гидродинамически связаны с глубинами 9-11 км, что в свою очередь может указывать на существование в зоне грабена в отложениях нижнего карбона мощной зоны генерации углеводородов.

Приведенные данные свидетельствуют о восходящей миграции флюидов из зоны грабена в направлении южного борта ДДВ. Не следует забывать также, что в пределах южного борта происходит частичная разгрузка элизионной водонапорной системы, что обуславливает повышенную интенсивность тепломассопереноса на путях разгрузки подземных вод.

Проведенные термобарические исследования позволили установить в пределах южной прибортовой зоны охлажденные участки и, соответственно, положительные

геотемпературные аномалии, которые очерчивают перспективные участки для дальнейшего изучения с целью поисков скоплений углеводородов (3-D сейсмические исследования и др.).

На основании результатов исследований компонентного состава более чем 300 проб подземных вод, отобранных из водоносных горизонтов и комплексов от юрского до девонского включительно, детально изучены гидрогеохимические особенности разреза южной прибортовой зоны. В пределах нижнего гидрогеологического этажа тут развиты седиментогенные рассолы хлоридного натриевого и кальциево-натриевого состава, формирующие элизионную водонапорную систему. Для верхней части осадочного разреза, охваченной современными пластовыми температурами не выше 90-100 °С, характерна прямая гидрогеологическая зональность (рис. 2), выражающаяся в постепенном возрастании минерализации подземных вод от 32 г/л в юрском до 350 г/л в девонском водоносном комплексе. Однако ниже глубины 3.8-4 км в части разреза, охваченной температурами 90-100 °С и выше, поле распределения минерализации является неоднородным, тут прослеживаются две ветки, характеризующие собой разнонаправленные тенденции – её возрастания и убывания.

Таким образом, в гидрогеологическом разрезе района исследований были выделены две гидрогеологические зоны – элизионная (ЭГЗ) и термодегидратационная (ТДГЗ).

В пределах ТДГЗ, наряду с седиментогенными рассолами, сосуществуют маломинерализованные воды, минерализация которых изменяется в пределах 3.4-119.0 г/л. Ярким примером может служить вода, отобранная на Мачехской площади из отложений турнейского яруса нижнего карбона (интервал перфорации 5189-5247 м). Её общая минерализация составила 12 г/л, химический состав – хлоридный магниевый. Существование подобных инверсий в высокотемпературных частях осадочных бассейнов разными исследователями объясняются по-разному. Так, В.Г. Суярко, А.Н. Истомин объясняют этот факт паровым взрывом подземных вод [8]. В.В. Коллодий ввел понятие солюционных (конденсационных) вод [2 и др.]. А.Е. Лукин [3] образование гидрохимических инверсий связывает с поступлением глубинных флюидов. Нам более близка точка зрения, согласно которой подобные инверсии связаны с дегидратацией глинистых пород и минералов.

Эта теория генезиса маломинерализованных вод ныне фактически обоснована, прежде всего, Л.Н. Капченко [1] и имеет широкое распространение в нефтегазопромысловой гидрогеологии Украины (работы В.А. Терещенко, И.И. Зиненко, А.П. Зарицкого и многих других).

Возрожденные воды, кроме отмеченного снижения общей минерализации обладают рядом интересных гидрогеохимических черт. Установлено, что, начиная с глубины 4 км, в

части разреза, охваченной современными пластовыми температурами 90 °С и выше, концентрация гидрокарбонатов стремительно возрастает, достигая максимума на глубине 5165 м (2.7 г/л).

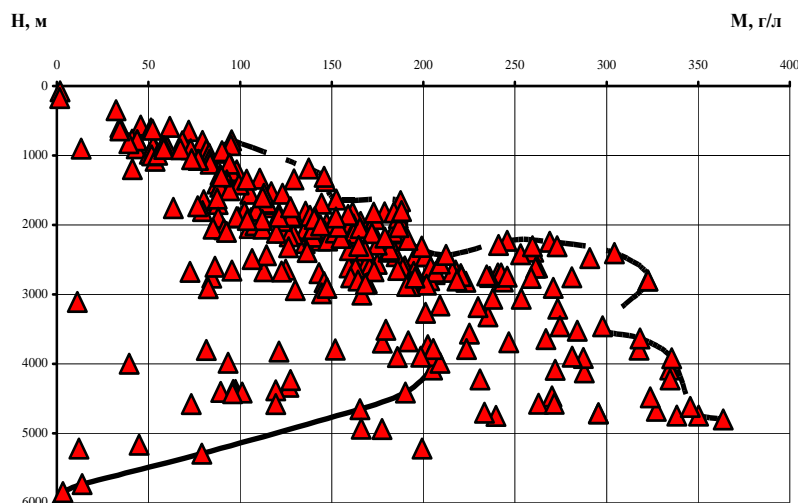


Рис. 2. Минерализация подземных вод в зависимости от глубины

Учитывая, что в преобладающем количестве проб концентрация гидрокарбонатов не превышает 0.5 г/л, превышающее это значение содержание HCO_3^- можно считать гидрохимическим признаком ТДГЗ.

Гидрогеологические и гидрогеохимические исследования, отдельные результаты которых были опубликованы в статье [4] и прошли апробацию на VIII Международной научно-практической конференции [5] и в докладе Малой академии наук Украины [7], позволили выделить две гидрогеологические зоны, кардинально различающиеся гидрогеохимической обстановкой.

Газогеохимические исследования проводились на основании 783 определений компонентного состава свободных газов, отобранных на площадях и месторождениях района исследований. Среди составляющих компонентного состава были выбраны CH_4 , C_2H_6 , содержание тяжёлых углеводородов ($\Sigma_{\text{ту}}$), N_2 , He , CO_2 , широко представленные в массиве фактического материала (табл. 1).

Таблица 1.

Содержание газогеохимических компонентов

Возраст	CH_4	Сумма ту	CO_2	N_2	He
	%об.				
C_2m	85.4-98.65	0-8.22	0.01-2.62	0.6-8	0.006-0.085
C_2b	1.52-17.59	1.52-17.59	0.03-2.62	0.07-9.45	0.006-0.085
C_1s	59.68-97.89	1.05-39.32	0.07-15.25	0.16-7.6	сліди-0.32
C_1v	52.72-97.08	1.53-36.99	сліди-3	0.005-20.15	сліди-0.14
$\text{C}_1\text{v}-\text{C}_1\text{t}$	71.16-96.59	2.53-26.33	0.05-12.33	0.02-24.56	0.005-0.083

Другие составляющие, такие как например, Ar, H₂S в подавляющем большинстве проб не определялись или определялись в недостаточном количестве, что делает невозможным определение общих закономерностей их распространения в разрезе района исследований.

Плотность свободных газов по массиву данных изменяется от 0.557 до 0.996 г/см³. Фиксируются два максимума плотностей – приблизительно в интервалах глубин 1500-2700 и 3500-4500 м, которым отвечает интервал температур 40-105 °С.

Динамика плотностей имеет прямую связь с содержанием в компонентном составе тяжёлых углеводородов (C₂H₆ и выше). В целом содержание тяжёлых углеводородов (Σ_{ТУ}) колеблется в пределах 0.35-39.5 %об. Отмечается чёткая тенденция к уменьшению содержания Σ_{ТУ} с глубиной и по мере увеличения пластовой температуры. Максимумы (Σ_{ТУ} 20-40%об) приходятся на глубины 800-4500 м и охватывают температурный интервал 32-105 °С. В интервале глубин 4500-5625 м, что отвечает пластовым температурам 105 – 145.7 °С линия распределения Σ_{ТУ} постепенно отклоняется к минимумам.

Установлено также, что содержание метана колеблется от 59 до 98.6 %об в компонентном составе свободных газов. Максимумы концентраций фиксируются в интервалах глубин 700-2000 и 3500-4850 м, которым отвечают интервалы температур 30-70 и 90-120 °С.

Динамика концентраций этана в целом отражает динамику Σ_{ТУ}. По мере возрастания пластовых температур его содержание снижается. В подавляющем количестве определений концентрации этана не превышают 10 %об, максимумы концентраций приходятся на глубины 780-4162 м и интервал температур 32-107 °С. Глубже по разрезу при переходе к позднему катагенезу наблюдается чётко выраженная тенденция к уменьшению концентраций этана – до 6-7 %об.

Содержание углекислоты изменяется в широких пределах – от 2 %об, в большинстве проб до 12 и даже 15 %об в единичных пробах. Возрастание наблюдается в интервале глубин 2500-4500 м и температурном интервале 70-130 °С.

Глубже 4500 м отмечается тенденция к определённому снижению концентраций углекислоты, что указывает на неоднородность газогеохимической обстановки ТДГЗ. Наряду с газами, испытавшими влияние ТДГЗ, тут развиты газы с минимальным содержанием CO₂. В связи с этим, на наш взгляд, повышенное содержание углекислоты до 2-3%об в компонентном составе свободных газов может быть газогеохимичным маркером ТДГЗ.

Динамика концентраций азота в свободных газах полностью отвечает классическим представлениям, согласно которым с глубиной и по мере перехода от раннего к позднему катагенезу его содержание возрастает. В целом в подавляющем большинстве определений содержание азота не превышает 5 %. Повышенными можно считать значения в диапазоне 5-

10 %об. Максимальные концентрации достигают 12-15 и даже – 31 %об. В южной прибортовой зоне максимумы фиксируются в интервале глубин 2700-4670 м и соответственно – в интервале температур 79-133 °С.

Температурные границы нефтяного окна составляют 24-107 °С, залежи газоконденсата отмечены в интервале температур 39.4-122.8 °С, свободных газов – в интервале 22-137.3 °С.

Установлено, что залежи углеводородов в разрезе южной прибортовой зоны существуют в температурном интервале 22-137 °С. Обращает на себя внимание тот факт, что установленная нижняя граница нефтяного окна (107 °С) практически совпадает с нижней границей (105 °С) максимумов плотностей свободных газов, максимумов содержания $\Sigma_{\text{ТУ}}$ и максимумов содержания этана, повышенные значения которых можно считать признаком существования нефти. Изучение распределения углеводородных залежей в геотемпературном поле показывает, что большая их часть относится к ЭГЗ. В ТДГЗ нефтяные залежи исчезают, общее количество разведанных залежей углеводородов снижается.

Рассмотренная нами группа критериев позволила получить обширную информацию для поисков скоплений углеводородов в разрезе района исследований. Детально рассмотрены гидрохимические, термобарические, газогеохимические закономерности и особенности флюидоносных комплексов, определены границы существования разведанных на данный момент углеводородных залежей. Определённые нами положительные геотемпературные аномалии указывают на интенсивный тепломассоперенос в отложениях нижнего карбона и девона и позволяют очертить перспективные участки для дальнейшего изучения с целью поисков скоплений углеводородов. В то же время газогеохимические данные указывают на то, что приоритетными являются поисковые работы, ориентированные на региональные флюидоносные комплексы в пределах ЭГЗ (ТПЛ до 100-107 °С). Об этом свидетельствует и тот факт, что положительные геотемпературные аномалии в пределах Сагайдакской площади и Руденковско-Пролетарского района ярко выражены на картах залегания изотерм 50, 60, 70, 80, 90 °С и практически не просматриваются на картах залегания изотерм 110 и 120 °С. Наоборот, геотемпературная аномалия, связанная с шовной зоной Орехово-Павлоградских глубинных разломов, чётко проявляется на всех построенных температурных картах. Указанные особенности, вероятно, не в последнюю очередь могут быть объяснены сложной гипсометрией залегания фундамента. Первая из указанных аномалий связана с выступом фундамента, вторая – характеризуется относительно неглубоким его залеганием.

Подводя итоги, можно сделать вывод, что первоочередным участком можно считать Руденковско-Пролетарский район, который характеризуется высокой плотностью открытых месторождений и относительно небольшими глубинами залегания залежей углеводородов.

Перспективними можна считать пошуково-розвідочні роботи в районі Сагайдакської площі і на участку шовної зони Орехово-Павлоградських глибинних розломів.

Предложена комбинация поисково-разведочных критериев, на наш взгляд, может быть использована для различных нефтегазоносных бассейнов или отдельных структурно-тектонических районов. Предложенный метод позволяет выделить в пределах нефтегазоносного бассейна перспективные в поисковом отношении, как вертикальные части разреза, так и горизонтальные участки, и таким образом существенно скорректировать и уточнить задачи для поисково-разведочных работ.

Список литературы

1. Капченко Л.Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления // Ленинград. Недра. – 1983. – 245 с.
2. Коллодий В.В. Подземные конденсационные и солюционные воды нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений // АН Украинской ССР, «Наукова думка». – Киев, 1975. – 120 с.
3. Лукин А.Е. Глубинная инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты // Геологический журнал. – 2004. - №4. – С. 53-70.
4. Немец Д.К. Гидрохимические условия южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины // Харків, Вісник ХНУ. – 2011.- № 986. – С. 51-56.
5. Немец Д.К. Схема вертикальной гидрогеологической зональности южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины // Теория и практика современной науки: Материалы VIII Межд. науч.-прак. конф., г. Москва, 26-27 декабря 2012 г. в 3 т.: т. II/II Науч.-инф. издат. центр «Институт стратегических исследований». – М.: Изд-во «Спецкнига», 2012. – С. 44-50.
6. Іванюта М.М., Федішин В.Ф., Деніга Б.І., Арсірій Ю.О., Лазарук Я.Г. Атлас родовищ нафти і газу України // УНГА. – Львів, 1998 – Т. 1. – 494 с.
7. Німець О.Д. Гідрогеологічні умови південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини // Тези науково-дослідницьких робіт учнів-членів Харківського територіального відділення Малої академії наук України. – Харків, 2013.
8. Суярко В.Г. До питання про можливі причини формування гідрокарбонатно-натрієвих вод у глибоких горизонтах палеозою / В.Г. Суярко, О.М. Істомін // ДАН України. – 2005. - № 2. – С. 114-116.

Рецензенты:

Чендев Ю.Г., д.г.н., профессор, заведующий кафедрой природопользования и земельного кадастра факультета горного дела и природопользования Белгородского государственного национального исследовательского университета (НИУ «БелГУ»), г. Белгород.

Корнилов А.Г., д.г.н., профессор, заведующий кафедрой географии и геоэкологии факультета горного дела и природопользования Белгородского государственного национального исследовательского университета (НИУ «БелГУ»), г. Белгород.